



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.004.А № 73487

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"
для энергоснабжения ОАО "РЖД" в границах Ульяновской области

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 119

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ"
(ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74641-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 206.1-005-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 05 апреля 2019 г. № 700

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035429

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения и состоит из 19 измерительных каналов (ИК).

АИИС КУЭ состоит из трех уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) регионального Центра энергочета ОАО «РЖД» включает в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «Энергия Альфа 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение поступающей информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному стандарту GSM. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от Центра сбора данных ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью СОЕВ, не более указанной в таблице 3. СОЕВ включает в себя УССВ на базе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования GPS типа УССВ-16HVS и УССВ-35HVS, часы серверов, УСПД и счётчиков.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащен приемником сигналов точного времени УССВ-16HVS. Резервным источником сигналов точного времени служит NTP-сервер (первого уровня). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени, корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен приемником сигналов точного времени УССВ-35HVS. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от сервера Центра сбора данных ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия Альфа 2».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия АЛЬФА 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				КТТ·КТН·КСЧ	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип		ИВКЭ			Основная погрешность, ± %	Погрешность в рабочих условиях, ± %	
1	2	3		4	5	6	7	8	9	
1	ТПС Коромысловка, ЗРУ-10кВ, ф.КВ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-08	А	ТПОЛ-10	RTU-327 рег. №19495-03	12000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				В	-					
				С	ТПОЛ-10					
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06					
				В	ЗНОЛ.06					
				С	ЗНОЛ.06					
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3								
2	ТПС Рельевка, РУ-10кВ, ф.КВ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=800/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 рег. №19495-03	16000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				В	-					
				С	ТПОЛ-10					
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
3	ТПС Громова, ввод Т-1 110кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №30489-05	A	TG145N	RTU-327 рег. №19495-03	88000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0							
				B	TG145N												
				C	TG145N												
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05	A	HKФ-110-57												
				B	HKФ-110-57												
				C	HKФ-110-57												
		Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-4													
		4	ТПС Громова, ввод Т-2 110кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/5 №30489-05						A	TG145N	RTU-327 рег. №19495-03	88000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
											B	TG145N					
C	TG145N																
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-05			A	HKФ-110-57												
				B	HKФ-110-57												
				C	HKФ-110-57												
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №16666-97			EA05RAL-B-4													
5	ТПС Громова, РУ-0,4кВ, ф.ТСЦБ1 0,4кВ			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =250/1 №26100-03	A	TCH-6	RTU-327 рег. №19495-03	250	Активная Реактивная	0,6 1,3	2,5 3,9					
						B	TCH-6										
		C	TCH-6														
		ТН	К _Т =- К _{ТН} =- №-	A	-												
				B													
				C													
		Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-4													

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
6	ТПС Громово, РУ-0,4кВ, ф.ТСЦБ2 0,4кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =250/1 №26100-03	A	ТСН-6	RTU-327 рег. №19495-03	250	Активная	0,6	2,5	
				B	ТСН-6						
				C	ТСН-6						
		ТН	К _Т =- К _{ТН} =- №-	A	-						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-4									
7	ТПС Громово, РУ-10кВ, ф.1 ПЭ 10кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10		2000	Активная	1,2	5,1	
				B	-						
				C	ТОЛ-СЭЩ-10						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №31857-06	A1805RL-P4G-DW-3									
8	ТПС Громово, РУ-10кВ, ф.2 ПЭ 10кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =50/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10			1000	Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТОЛ-СЭЩ-10						
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №16687-02	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-3									

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		6	7	8	9	10		
9	ТПС Курмаевка, ввод Т-1 110кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*	RTU-327 рег. №19495-03	82500	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1		
				B	ТГФ110-П*							
				C	ТГФ110-П*							
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4										
10	ТПС Курмаевка, ввод Т-2 110кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*		RTU-327 рег. №19495-03	82500	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1	
				B	ТГФ110-П*							
				C	ТГФ110-П*							
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4										
11	ТПС Курмаевка, ОРУ- 110кВ, Рабочая перемычка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №34096-07	A	ТГФ110-П*			RTU-327 рег. №19495-03	330000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТГФ110-П*							
				C	ТГФ110-П*							
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1							
				B	НАМИ-110 УХЛ1							
				C	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4										

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
12	ТПС Курмаевка, ОРУ-110кВ, Ремонтная перемишка	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №34096-07	А	ТГФ110-II*	RTU-327 рег. №19495-03	330000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				В	ТГФ110-II*					
				С	ТГФ110-II*					
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4								
13	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№2-ПЭ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =75/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 рег. №19495-03	1500	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
				В	-					
				С	ТЛО-10					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _Т =0,5S/1 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3								
14	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№3	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 рег. №19495-03	1500	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				В	-					
				С	ТПЛ-10					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _Т =0,5S/1 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
15	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№4	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 рег. №19495-03	3000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0							
				В	-												
				С	ТЛО-10												
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2												
				В													
				С													
		Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01													
		16	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№6	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-03						А	ТЛО-10	RTU-327 рег. №19495-03	3000	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
											В	-					
С	ТЛО-10																
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05			А	НАМИ-10-95 УХЛ2												
				В													
				С													
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №20175-01			СЭТ-4ТМ.02.2-14													
17	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№7			ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 рег. №19495-03	4000	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,1					
						В	-										
		С	ТЛО-10														
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2												
				В													
				С													
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М													

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
18	ТПС Курмаевка, РУ-10кВ, ф.№8	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/5 №25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 рег. №19495-03	3000	Активная Реактивная	1,0	2,8
				B	-					
				C	ТЛО-10					
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
19	ТПС Никулино, ввод Т-1 110кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №40088-08	A	VAU-123	55000	Активная Реактивная	0,5	2,0	
				B	VAU-123					
				C	VAU-123					
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №40088-08	A	VAU-123					
				B	VAU-123					
				C	VAU-123					
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4								

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с

±5

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos \varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.
- 4 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +75</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.02 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-16HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-35HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>50000 72 120000 72 165000 72 55000 72 90000 72 40000 44000 35000 70000</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании;
- счетчика электрической энергии;
- УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Альфа А1800	5 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статистические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	3 шт.
Трансформаторы тока	ТСН	6 шт.
Трансформаторы тока	TG145	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
Трансформаторы тока переходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2УХЛ2	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-005-2019	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.119.ЭД.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-005-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 11.02.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 (рег. № 20175-01) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации. Методика поверки согласована ФБУ «Нижегородского ЦСМ»;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

– УСПД RTU-327 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учёта электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 27008-04;

– термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Ульяновской области

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон: +7 (495) 437-55-77
Факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.